

# 枯竭油气藏储气库试注氮气评价注气能力方法

徐凤兰,刘述忍,李琳琳,鹿晓涵,陈燕,王永军

中国石油集团渤海钻探工程有限公司油气井测试分公司 河北廊坊 065007

通讯作者:Email:443574953@qq.com

项目支持:中国石油集团渤海钻探工程有限公司课题“温吉桑储气库群注采能力及井间连通性研究”(2020D42F)

引用:徐凤兰,刘述忍,李琳琳,等. 枯竭油气藏储气库试注氮气评价注气能力方法[J]. 油气井测试,2021,30(4):7-12.

Cite: XU Fenglan, LIU Shuren, LI Linlin, et al. Evaluation of gas injection capacity of depleted oil-gas reservoirs by nitrogen injection test in gas storage [J]. Well Testing, 2021,30(4):7-12.

**摘要** 针对枯竭油气藏储气库没有足够天然气进行试注试验的情况,提供一种利用试注氮气评价储气库注天然气能力的方法。该方法在储气库预可行性研究阶段进行注氮气产能试井,得到日注入量与注入压力随时间的变化曲线,再将氮气日注入量转换为天然气日注入量,求取注气产能方程,绘制 IPR 曲线,通过节点分析法联合 OPR 曲线确定不同地层压力下的最佳注入量。温吉桑储气库 X 井应用表明,采用 88.9 mm 油管注气时,实际注气能力是设计值的 1.11 倍,优于预可行性研究结果。该方法为储气库注气工作制度的确定和注气管柱设计提供了科学依据。

**关键词** 枯竭油气藏;天然气;氮气;储气库;注气能力;系统试井;节点分析法;工作制度

**中图分类号**:TE377 **文献标识码**:A **DOI**:10.19680/j.cnki.1004-4388.2021.04.002

## Evaluation of gas injection capacity of depleted oil-gas reservoirs by nitrogen injection test in gas storage

XU Fenglan, LIU Shuren, LI Linlin, LU Xiaohan, CHEN Yan, WANG Yongjun

Well Testing Branch, CNPC Bohai Drilling Engineering Co., Ltd., Langfang, Hebei 065007, China

**Abstract:** This paper provides a method to evaluate the natural gas injection capability of gas storage by trial injection of nitrogen when there are no adequate gas of depleted oil-gas reservoirs. In this method, the nitrogen injection productivity test is carried out in the pre feasibility study stage of gas storage, and the curve showing the daily injection volume and the injection pressure changing with time is obtained. Then the daily nitrogen injection volume is converted into daily natural gas injection volume to calculate the gas injection productivity equation, and then the IPR curve is drawn. With node analysis method, combining the IPR curve with the OPR curve, the optimal injection volume under different formation pressure shall be determined. The application in Well X of Wenjisang Gas Storage shows that in case the 88.9 mm tubing is used for gas injection, the actual gas injection capacity is 1.11 times as much as the design value, which is better than the results of the pre-feasibility study. This method provides a scientific basis for the determination of the gas injection working system of the gas storage and the design of the gas injection pipe string.

**Keywords:** depleted oil-gas reservoir; natural gas; nitrogen; gas storage; gas injection capacity; system well test; node analysis method; working system

储气库分为地面储气库和地下储气库。地面储气库包括地面球罐等方式;地下储气库包括枯竭油气藏储气库,含水层储气库,盐穴储气库,废弃矿坑储气库。杨再葆等<sup>[1]</sup>简述了地下储气库的类型,对枯竭型地下储气库、完井管柱结构、注采完井管柱结构及施工工艺进行了介绍。与地面球罐等方式相比较,地下储气库具有以下优点:储存量大,机动性强,调峰范围广;经济合理,虽然造价高,但是经久耐用,使用年限长达 30~50 年或更长;安全系

数大,安全性远远高于地面设施<sup>[2]</sup>。其中枯竭油气藏储气库利用枯竭的气层或油层而建设,是最常用、最经济的一种地下储气形式,具有造价低、运行可靠的特点。储气库数目和地下储气量逐年增加,目前世界上有储气库 600 多座<sup>[3]</sup>,主要由枯竭油气藏、水层、盐穴和废矿井等改建,其中枯竭油气藏型储气库占 70% 以上。中国的地下储气库建设起步较晚,20 世纪 70 年代在大庆油田曾经进行过利用气藏建设地下储气库的尝试<sup>[4]</sup>。20 世纪 90 年代

初,随着陕京天然气输气管道的建设,为确保北京、天津的安全供气,国家开始加大力度研究建设地下储气库技术。2000 年 11 月,我国首次在大港油田利用枯竭凝析气藏建成了大张坨地下储气库,总库容达到  $46.0\times10^8\text{ m}^3$ ,总可利用气量为  $20.0\times10^8\text{ m}^3$  左右,日最大供气量近  $2\,000\times10^4\text{ m}^3$ 。2003 年利用气量为  $7.6\times10^8\text{ m}^3$ ,占陕京输气管道年销售量的 28%。2006 年冬季高峰期,该地下储气库每天向北京供气逾  $1\,600\times10^4\text{ m}^3$ ,弥补陕甘宁天然气的供应量缺口<sup>[5]</sup>。

枯竭油气藏是利用已经开采枯竭废弃的气藏或开采到一定程度的退役气藏而建造的储气库。油气勘探开发工作者对这种类型储气库的地质情况,如油(气)藏面积,储层厚度,盖层气密封,原始地层压力和温度,储气层孔隙度,渗透率,均质性,以及气井运行制度等已准确掌握,不用进行地质勘探。油气田开发用的部分气井和地面设施可重复用于地下储气库,需要补充注入的垫层气量不多,建库周期短,投资和运行费用低。由于部分油气田天然气欠产,导致储气库建设初期预可行性研究阶段没有足够气源进行试注试验,无法落实清楚储气库的注气能力<sup>[6]</sup>。因此,可以采用氮气代替天然气作为注入介质,评价储气库的注气能力,从而确定注气工作制度和设计注气管柱。张建国等<sup>[7]</sup>运用数值模拟方法,研究了氮气作由孔隙型砂岩岩性气藏改建的储气库垫层气时,垫层气比例、氮气比例、注氮气时地层压力、注采周期对回采气纯度影响。卢继锋等<sup>[8]</sup>针对呼图壁储气库注采气井试气作业,对井筒作业及试气工程工艺技术进行了分析,对特殊工艺及取得的经验进行了总结。但天然气和氮气具有明显的物理化学性质差别,如何利用注氮气评价储气库的注天然气能力是

一个亟需解决的难题。

1 可行性研究

由于部分油气田天然气欠产,导致储气库建设初期预可行性研究阶段没有足够气源进行试注试验,无法落实清楚储气库的注气能力。因此,可以采用氮气代替天然气作为注入介质,评价储气库的注气能力,从而确定注气工作制度和设计注气管柱。但天然气和氮气具有明显的物理化学性质差别,如何利用注氮气评价储气库的注天然气能力是一个亟需解决的难题。

1.1 安全性评价

实验结果表明,甲烷爆炸极限范围内,氧气含量要低于 10.89%,否则可能引起爆炸<sup>[9]</sup>。如果使用天然气试注以评价注气能力,需要严格控制氧气含量,严防爆炸<sup>[10]</sup>。而氮气是一种惰性气体,它的密度、黏度、导热系数都较低,在水中溶解度低,不易与地层流体及岩石矿物发生反应,可避免乳化、沉淀、堵塞地层的情况发生,也不腐蚀地面及井下设备,更不助燃,不易爆,安全可靠<sup>[11]</sup>。

1.2 技术经济性评价

技术性论证:经过技术咨询,国内撬装式分子筛制氮工艺技术成熟,已在部分油田应用,制氮纯度最高可达到 99.99%<sup>[12]</sup>。

经济性分析:按照试注量  $1\times10^8\text{ m}^3$  计算,试注氮气比天然气减少投资 5 448 万元。氮气可立足于现场,就地取材,利用取之不尽的空气廉价资源,高效、快捷制氮。综合考虑安全性、技术性和经济性因素,采用纯度大于 99.0%的氮气开展试注试验,评价注采能力(表 1)。可以从表中对比看出,氮气试注的投资比天然气成本低。

表 1 注入不同介质投资对比表  
Table 1 Investment comparison among different injection media

| 注入介质 | 注入单价/<br>(元·m <sup>-3</sup> ) | 电费/<br>(元·m <sup>-3</sup> ) | 采购天然气/<br>(元·m <sup>-3</sup> ) | 合计单位注气费/<br>(元·m <sup>-3</sup> ) | 地面配套/<br>(万元) | 投资合计/<br>(万元) |
|------|-------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|----------------------------------|---------------|---------------|
| 氮气   | 0.550                         | 0.367 2                     | /                              | 0.917 2                          | 280           | 9 452         |
| 天然气  | 0.285                         | 0.120 0                     | 1.05                           | 1.455 0                          | 350           | 14 900        |

2 方法简介

枯竭油气藏储气库试注氮气评价注气能力方法包括以下步骤:

(1)采用常规天然气井产能试井方法,设计 3~4 个氮气稳定注气量(通过调整地面氮气压缩机排量或者数量实现),从小排量逐步加大的程序;通过

高精度电缆直读压力计记录每个注气量下的流动压力,直到流动压力达到稳定,测量稳定注气量和相对应的稳定流动压力,最后关井测量地层压力。

(2)根据 Standing-Katz 图版求取氮气在地面压力和地面温度、气藏压力和气藏温度下的偏差因子  $Z_1$  和  $Z_2$ ,天然气在地面压力和地面温度、气藏压力和气藏温度下的偏差因子  $Z_3$  和  $Z_4$ <sup>[13]</sup>。

(3) 计算氮气注入量  $q_N$  对应的天然气注入量  $q_g^{[14]}$ , 即

氮气在地面条件下的状态方程:

$$p_1 V_1 = Z_1 n_1 R T_1 \tag{1}$$

氮气在气藏条件下的状态方程:

$$p_2 V_2 = Z_2 n_2 R T \tag{2}$$

天然气在地面条件下的状态方程:

$$p_3 V_3 = Z_3 n_3 R T \tag{3}$$

天然气在气藏条件下的状态方程:

$$p_4 V_4 = Z_4 n_4 R T \tag{4}$$

由于氮气在地面条件下和气藏条件下物质的量不变, 即  $n_1 = n_2$ , 将(1)式和(2)式相除, 得

$$\frac{p_1 V_1}{p_2 V_2} = \frac{Z_1 T_1}{Z_2 T_2} \tag{5}$$

同样地, 由于  $n_3 = n_4$ , 将(3)式和(4)式相除, 得

$$\frac{p_3 V_3}{p_4 V_4} = \frac{Z_3 T_3}{Z_4 T_4} \tag{6}$$

在地面条件下,  $p_1 = p_3, T_1 = T_3$ ; 在气藏条件下,  $p_2 = p_4, T_2 = T_3$ 。氮气和天然气在气藏条件下状态一样, 即体积相等  $V_2 = V_4$ 。

将(5)式和(6)式相除, 得

$$\frac{V_1}{V_3} = \frac{Z_1 Z_4}{Z_2 Z_3} \tag{7}$$

从而得到地面条件下的天然气体积为

$$V_3 = \frac{Z_2 Z_3}{Z_1 Z_4} V_1 \tag{8}$$

即

$$q_g = \frac{Z_2 Z_3}{Z_1 Z_4} q_N \tag{9}$$

式中:  $p$  为压力, MPa;  $T$  为温度, K;  $V$  为气体体积,  $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ;  $Z$  为偏差因子;  $N$  为物质的量, mol;  $R$  为通用气体常数(数值为  $8.314$ ),  $\text{J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$ ; 下标 1, 2, 3, 4 分别代表氮气地面条件、氮气气藏条件、天然气地面条件和天然气气藏条件。

(4) 在直角坐标系中绘制注天然气的产能曲线, 即  $(p_R^2 - p_{wf}^2)/q_g$  与  $q_g$  的关系曲线。

(5) 根据产能曲线, 回归出二项式产能方程, 即

$$\frac{p_R^2 - p_{wf}^2}{q_g} = A + B q_g \tag{10}$$

(6) 根据气井节点分析法计算不同地层压力条件下注气井的天然气最大注入量<sup>[15]</sup>。

产能方程:

$$\frac{p_R^2 - p_{wf}^2}{q_g} = A + B q_g$$

垂直管流方程:

$$p_{wf}^2 = p_{wf}^2 e^{2s} - 1.324 \, 3 \lambda q_g^2 T_{av}^2 Z_{av}^2 (e^{2s} - 1)/d^5 \tag{11}$$

冲蚀流量计算采用 Beggs 公式<sup>[16]</sup>, 计算公式为

$$q_e = 40 \, 538.17 d^2 \left( \frac{p_{wh}}{Z T \gamma_g} \right)^{0.5} \tag{12}$$

联合(10)式、(11)式和(12)式, 可以获取储气库注气井的注气量与井口压力的关系。结合注气井口设备压力限制, 可得到不同地层压力条件下注气井的最大注气量, 即

$$q_{\max(t)} = \frac{-A + \sqrt{A^2 - 4(B + \alpha)(p_t^2 - p_{wh}^2 e^{2s})}}{2(B + \alpha)} \tag{13}$$

其中

$$\alpha = 1.324 \, 3 \lambda q_g^2 T_{av}^2 Z_{av}^2 (e^{2s} - 1)/d^5$$

$$\Delta p_{\max} = \sqrt{p_{wh}^2 e^{2s} - \alpha q_{\max(t)}^2} - p_t$$

(7) 在直角坐标系中绘制 OPR 和 IPR 曲线, 得到不同地层压力不同管柱条件下的最佳氮气注入量, 即 OPR 曲线和 IPR 曲线的交点(协调点)对应的氮气注入量  $q_G$ 。

3 实际应用

将吐哈温吉桑储气库群 X 井作为储气库目标气藏, X 井位于吐哈盆地台北凹陷温吉桑构造带温西一区块, 注采层位为  $J_2 X_1^3$ 、 $J_2 X_2^1$ , 气藏压力为  $7.94 \text{ MPa}$ , 气藏温度为  $83.29 \text{ }^\circ\text{C}$ 。氮气纯度为  $99.6\%$ , 相对密度为  $0.966$ , 天然气相对密度为  $0.6$ 。

(1) 首先进行地面注气, 具体情况见表 2。

表 2 温气 1 井合注期间氮气注入情况明细表  
Table 2 Nitrogen injection during the combined injection period of Well Wenqi 1

| 注气阶段 | 时间                           | 井底平均<br>流压/MPa | 平均注气量/<br>( $10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ ) | 备注                          |
|------|------------------------------|----------------|--|-----------------------------|
| 第一阶段 | 7 月 15 日 18:00–21 日 18:00    | 16.44          | 17.853 1   |                             |
| 第二阶段 | 7 月 21 日 18:00–27 日 17:00    | 18.22          | 23.499 7   | 7 月 15 日 12:00 开始注气, 8 月 18 |
| 第三阶段 | 7 月 27 日 17:00–8 月 2 日 18:00 | 19.41          | 29.280 9   | 日 17:40 停止注气; 第五阶段是剩        |
| 第四阶段 | 8 月 2 日 18:00–9 日 18:00      | 20.80          | 34.994 8   | 余氮气注入过程                     |
| 第五阶段 | 8 月 13 日 21:00–18 日 17:40    | 20.31          | 29.260 0   |                             |

2019 年 7 月 15 日 12:00 开始注氮气(氮气纯度约为 99.6%),至 2019 年 8 月 9 日 18:00 累计注入氮气体积 665.443 1×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,注入分五个阶段进行,产能试井五个阶段的氮气注入情况列于表 2。

(2)采用常规天然气井产能试井方法,设计 4 个氮气稳定注气量分别为 18×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d、24×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d、30×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d 和 36×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d;通过高精度电缆直读压力计记录每个注气量下的流动压力,直到流动压力达到稳定,测量稳定注气量和相对应的稳定流动压力,最后关井测量地层压力,从而得到实际注氮气体积和对应的稳定流动压力。相关数据见表 3,注气量和流压变化情况如图 1 所示。

表 3 实施例注氮气体积、注天然气体积和对应的稳定流动压力数据表

Table 3 Data sheet of Nitrogen injection volume, natural gas injection volume and corresponding stable flow pressure of the case well

| 注氮气产量/<br>(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> ) | 注天然气体积/<br>(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> ) | 井底流压/<br>MPa |
|--|---|--------------|
| 18.092 8   | 15.824 06   | 15.988 6     |
| 24.232 0   | 21.193 40   | 17.958 4     |
| 29.567 0   | 25.859 50   | 19.532 4     |
| 35.041 2   | 30.647 20   | 20.995 9     |

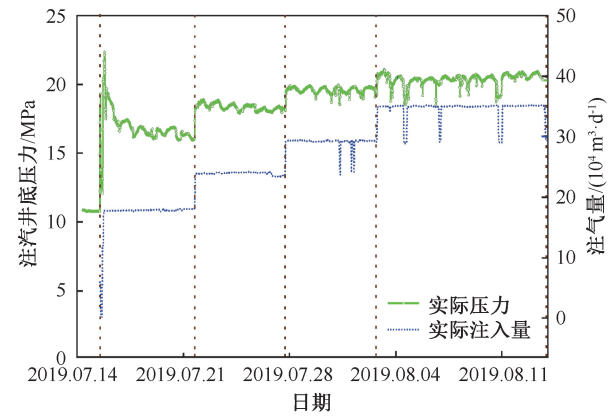


图 1 注氮气时注气量和流动压力随时间的变化曲线  
Fig.1 Variation curve of gas injection volume and flow pressure with time during Nitrogen injection

(3)根据 Standing-Katz 图版<sup>[17]</sup>(图 2),可求取氮气在地面压力(0.101 MPa)和地面温度(20 ℃)、气藏压力和气藏温度下的偏差因子 Z<sub>1</sub> 和 Z<sub>2</sub>,天然气在地面压力和地面温度、气藏压力和气藏温度下的偏差因子 Z<sub>3</sub> 和 Z<sub>4</sub>。得到 Z<sub>1</sub> = 0.995 2, Z<sub>2</sub> = 0.808 8, Z<sub>3</sub> = 0.997 9, Z<sub>4</sub> = 0.927 2。

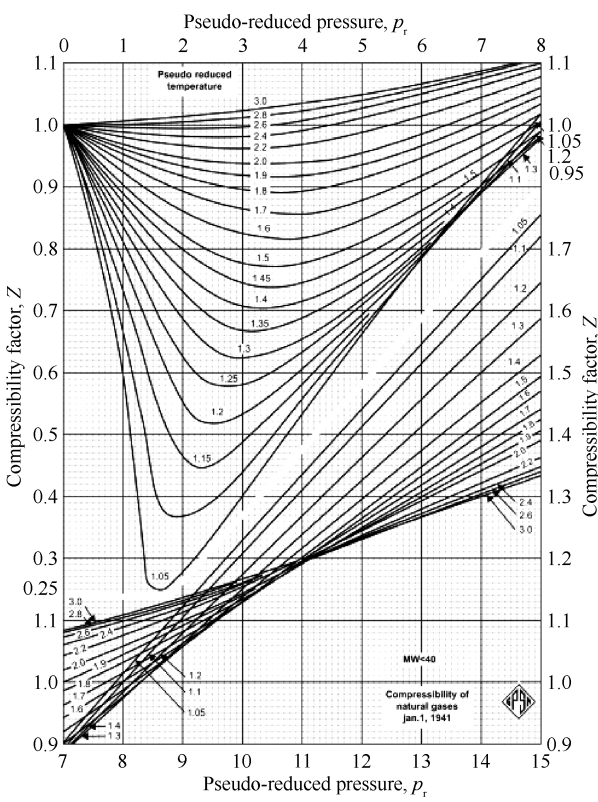


图 2 Standing-Katz 图版  
Fig.2 Standing-Katz diagram

(4)计算氮气注入量 q<sub>N</sub> 对应的天然气注入量 q<sub>G</sub>, 即

$$q_g = \frac{Z_2 Z_3}{Z_1 Z_4} q_N$$

从而得到不同天然气注入量下对应的井底流动压力数据表,见表 3。

(5)在直角坐标系中,利用表 3 中不同天然气注入量下对应的井底流动压力数据绘制注天然气的产能曲线,即 (p<sub>R</sub><sup>2</sup> - p<sub>wf</sub><sup>2</sup>)/q<sub>g</sub> 与 q<sub>g</sub> 的关系曲线,如图 3 所示。

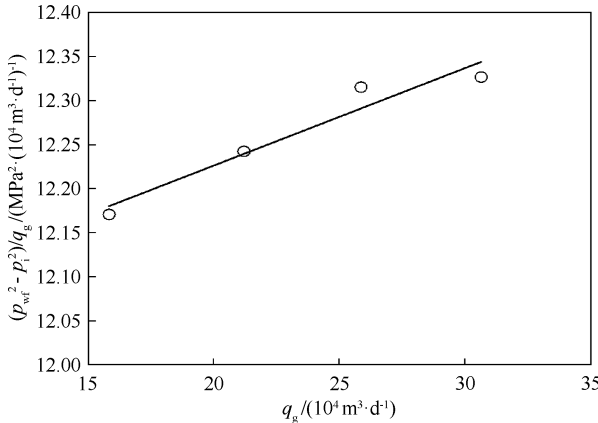


图 3 实施例注天然气产能曲线  
Fig.3 Productivity of the case well injected natural gas



(6)根据产能曲线,回归出二项式产能方程,即

$$p_{wf}^2 - p_R^2 = 12.00549q_g + 0.01105q_g^2$$

(7)根据气井节点分析法计算不同地层压力条件下注气井的天然气最大注入量<sup>[18-19]</sup>。

(8)在直角坐标系中,绘制 OPR 和 IPR 曲线<sup>[20]</sup>(图4)。得到了不同地层压力不同管柱条件下的最佳天然气注入量,即 OPR 曲线和 IPR 曲线的交点(协调点)对应的天然气注入量 $q_G$ ,图4中灰色点对应的注气量<sup>[21]</sup>。

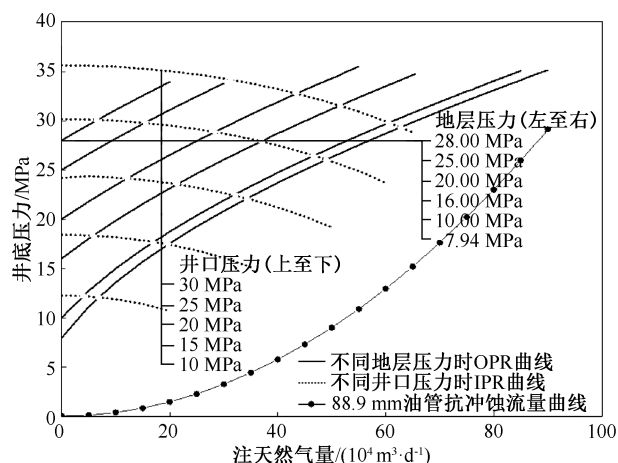


图4 实施例节点分析曲线

Fig.4 Node analysis curve of case well

根据预可行性报告研究结果,在井口压力取20 MPa时,地层压力为10 MPa条件下,采用88.9 mm油管注气时,直井日注气能力约为 $29 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。而根据本次实际注气产能方程进行的合理注气量评价结果显示,在相同条件下的注天然气能力为 $32.17 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,比预计的直井注气能力高约1.11倍。

## 4 结论

(1)本文方法针对枯竭油气藏储气库在预可行性研究阶段,目标气藏缺少试注天然气源的条件,采用试注氮气评价储气库注气能力时,提供一种利用试注氮气评价储气库注天然气能力的方法,从而为储气库设计中确定注气工作制度 and 设计注气管柱提供科学试验数据,进而节约投资。

(2)随着国内对天然气需求量的不断提高,对储气库数量的要求也在提高,因此在储气库库容设计阶段可以用氮气进行储气库注气能力可行性研究,是一种安全、经济、可行的方法。

致谢:感谢吐哈油田储气库项目部、吐哈油田鄯善采油厂对本次研究提供的技术支持。

## 参考文献

- [1] 杨再葆,张香云,邓德鲜,等. 天然气地下储气库注采完井工艺[J]. 油气井测试,2008,17(1):62-65,68.  
YANG Zaibao, ZHANG Xiangyun, DENG Dexian, et al. Injection-production tech for underground natural gas storage bank [J]. Well Testing, 2008,17(1):62-65,68.
- [2] 乔长青. 储气库可靠性一体化分析方法研究[J]. 化工管理,2019(36):205-206.  
QIAO Changqing. Research on integrated reliability analysis method of gas storage [J]. Chemical Enterprise Management, 2019(36):205-206.
- [3] CHENG V M, DANIELS W B, CRAWFORD R K. Melting parameters of methane and Nitrogen from 0 to 10 kbar [J]. Physical Review. B, Condensed Matter, 1975,11(10):3972-3975.
- [4] 朱天玉,林立君. 大庆油田利用枯竭油藏建设战略储气库可行性浅析[J]. 现代经济信息,2018(14):363-364.  
ZHU Tianyu, LIN Lijun. Feasibility analysis of constructing strategic gas storage by using depleted reservoirs in Daqing Oilfield [J]. Modern Economic Information, 2018(14):363-364.
- [5] 罗东晓,赵勤. 地下储气库技术的应用与展望[J]. 煤气与热力,2008,28(7):54-56.  
LUO Dongxiao, ZHAO Qin. Application and prospect of underground gas storage reservoir technology [J]. Gas & Heat, 2008,28(7):54-56.
- [6] 王霞. 储气库井生产动态分析方法及应用[D]. 成都:西南石油大学,2015.  
WANG Xia. Analysis method and application of gas storage well production performance [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2012.
- [7] 张建国,伍勇,田敏,等.  $\text{N}_2$ 作储气库垫层气的影响因素研究[J]. 中国石油和化工标准与质量,2020,40(1):147-148.  
ZHANG Jianguo, WU Yong, TIAN Min, et al. Study on influencing factors of  $\text{N}_2$  as cushion gas in gas storage [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2020,40(1):147-148.
- [8] 卢继锋,周阳,吴运刚,等. 呼图壁储气库试气技术[J]. 油气井测试,2015,24(1):47-49,53.  
LU Jifeng, ZHOU Yang, WU Yungang, et al. Technology of gas test for hutubi gas storage [J]. Well Testing, 2015,24(1):47-49,53.
- [9] 张益炬. 枯竭油气藏型地下储气库方案优选及安全性评价方法研究[D]. 成都:西南石油大学,2014.  
ZHANG Yiju. Study on scheme optimization and safety evaluation method of depleted oil and gas reservoirs underground gas storage [D]. Chengdu: Southwest Petroleum

- University, 2014.
- [10] SPAN R, LEMMON E W, JACOBSEN R T, et al. A reference equation of state for the thermodynamic properties of nitrogen for temperatures from 63.151 to 1000 K and pressures to 2 200 MPa [J]. Journal of Physical & Chemical Reference Data, 2000,29(6):1361-1433.
- [11] 胡庆明. 辽河油田注氮气开采技术研究[D]. 大庆:大庆石油学院,2008.
- HU Qingming. Technical research on Liaohe Oilfield Nitrogen injection production [D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2008.
- [12] 余化,冯天照. 制氮工艺技术的比较与选择[J]. 化肥设计,2012,50(1):13-15,19.
- YU Hua, FENG Tianzhao. Comparison and selection of Nitrogen producing process technology [J]. Chemical Fertilizer Design, 2012,50(1):13-15,19.
- [13] 李相方,任美鹏,胥珍珍,等. 高精度全压力全温度范围天然气偏差系数解析计算模型[J]. 石油钻采工艺, 2010,32(6):57-62.
- LI Xiangfang, REN Meipeng, XU Zhenzhen, et al. A high-precision and whole pressure temperature range analytical calculation model of natural gas Z-factor [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(6): 57-62.
- [14] 边峰. 塔河油田注氮气井筒温度压力规律研究[D]. 成都:西南石油大学,2018.
- BIAN Feng. Study on temperature and pressure law of Nitrogen injection wellbore in Tahe Oilfield [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [15] 李蒲智,黄全华,孙雷,等. 节点分析法在分层注气技术中的应用研究[J]. 断块油气田,2014,21(1):121-124.
- LI Puzhi, HUANG Quanhua, SUN Lei, et al. Application of node analysis method in stratified gas injection [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014,21(1):121-124.
- [16] 郭法勇. Z-W23 地下储气库设计与注采能力分析 [D]. 青岛:中国石油大学(华东),2014.
- WU Fayong. Design and injectivity/productivity analysis for Z-W23 underground gas storage [D]. Qingdao: China University of Petroleum (Huadong), 2014.
- [17] SUTTON R P. An accurate method for determining oil PVT properties using the standing-katz gas Z-factor chart [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2006,11(2):246-266.
- [18] 林刚,张剑峰,李朝曾,等. 气藏储气库运行过程中产能监测方法研究[J]. 油气井测试,2014,23(1):14-15,19.
- LIN Gang, ZHANG Jianfeng, LI Chaozeng, et al. Research on production monitoring to gas storage of the gas reservoir during its moving process [J]. Well Testing, 2014,23(1):14-15,19.
- [19] 贾振甲,孙达,李方宇,等. 致密油储层试油分布式光纤传感监测技术[J]. 油气井测试,2018,27(3):58-65.
- JIA Zhenjia, SUN Da, LI Fangyu, et al. Monitoring technique involving distributed optical fiber sensor for well testing in tight oil reservoirs [J]. Well Testing, 2018, 27(3): 58-65.
- [20] 国艳. 气井产能的评价研究[D]. 大庆:东北石油大学,2012.
- GUO Yan. The research on evaluation of gas well production [D]. Daqing: Northeast petroleum university, 2012.
- [21] 汪会盟. 储气库注采能力研究[D]. 青岛:中国石油大学(华东),2011.
- WANG Huimeng. The research on injection-production capability of the gas storage [D]. Qingdao: China University of Petroleum (Huadong), 2011.

编辑 穆立婷

**第一作者简介:**徐凤兰,女,1983年1月出生,硕士,高级工程师,2006年毕业于中国石油大学(华东)地理信息系统专业,2009年获得资源勘查工程双学士学位,2015年获得地质工程专业工程硕士学位,目前主要从事石油地质研究、油气藏评价工作。电话:0317-2551573,15630669326; Email: 443574953@qq.com。通信地址:河北省廊坊市广阳区万庄石油渤海钻探油气井测试分公司,邮政编码:065007。